

Hvordan kan Europa få dækket sit behov for brint?

Temanummer: Hvordan løser vi energikrisen?

Det forventes, at brint bliver en vigtig brik i den grønne omstilling af det fremtidige energisystem. Brint kan især bidrage til omstilling af industrien samt til at producere brændstoffer til international transport. Denne artikel bygger på en analyse med energisystemmodellen, Balmorel. Der ses på minimering af omkostninger ved at opfylde Europas fremtidige brintbehov enten ved lokal produktion af brint via elektrolyse eller fra naturgas med CCS eller ved at importere brint fra andre steder. Resultaterne viser, at Danmark vil kunne dække den fremtidige nationale brintefterspørgsel samt have mulighed for at eksportere brint i forskellige fremtidige scenarier. Dog er det vigtigt, at vi betragter konkurrencen af brintproduktion baseret på solceller i Sydeuropa.



MARIE MÜNSTER

Professor
DTU Management,
Institut for Teknologi,
Ledelse og Økonomi



**IOANNIS
KOUNTOURIS**

Ph.d.-studerende
DTU Management,
Institut for Teknologi,
Ledelse og Økonomi



**RASMUS
BRAMSTOFT**

Adjunkt
DTU Management,
Institut for Teknologi,
Ledelse og Økonomi

Introduktion

Klimaforandringer og forsynings sikkerhedskrisen i forbindelse med krigen i Ukraine giver et behov for at foretage hurtige, koordinerede og konsistente handlinger for at sikre en hurtig og omkostningseffektiv grøn omstilling. Grøn brint¹ fra elektrolyse kan komme til at spille en rolle i fremtidens energisystem ved at bidrage til indirekte elektrificering af energisektorer, hvor det ikke er muligt eller rentabelt at elektrificere direkte. Grøn brint kan derfor blive brugt i dele af industrien eller til at producere brændstoffer til den tunge transport. Grøn brint kan derudover bidrage til at integrere en større andel af vedvarende energi gennem fleksibelt forbrug og lagring, hvilket kan øge forsynings sikkerheden og mindske afhængigheden af import fra andre lande.

Europa-Kommissionen har løbende opdateret EU's strategi for vedvarende brint siden den oprindelige lancering af initiativet "Clean Energy for all Europeans" i november 2016 (Commission, 2019) med en række stadig mere ambitiøse mål. "Fit-for-55"-forslaget i juli 2021 har fastsat et mål på at opnå en europæisk produktion på 6,7 millioner tons grøn brint inden 2030 (Commission, 2020). I maj 2022 blev det mål opdateret med de seneste "REPowerEU"-kommunikationstiltag som svar på den globale krise på energimarkedet. Målet er at mindske afhængigheden af fossile brændstoffer fra Rusland og fremskynde overgangen til vedvarende energikilder i Europa (Commission, 2022). Målet for 2030 er nu fastsat til 10 millioner tons europæisk brintproduktion og yderligere 10 millioner tons import, hvilket vil kræve omkring 100 GW elektrolyse. Flere og flere EU-lande annoncerer nationale strategier for elektrolysekapacitet i 2030 (Hydrogen Europe, 2022). Disse strategier afspejler

nationale ambitioner og politiske beslutninger primært frem mod 2030 – men der mangler derfor stadig sammenhængende energiplaner for udbygningen af brint på tværs af landegrænser i et europæisk perspektiv

I en dansk kontekst blev der i 2022 lavet en Power-to-X aftale, der satte en ambition om 4-6 GW elektrolysekapacitet i 2030. I mellemtiden er der udmeldt planer om mere end 10 GW elektrolysekapacitet i Danmark fra virksomheders side – hvilket understreger en stor interesse fra industrien. En af drivkræfterne er det danske potentiale for udbygning med havvind, men spørgsmålet er, om produktion af brint i Danmark er konkurrencedygtigt med produktion andre steder i Europa eller import fra Nordafrika?

På trods af de ambitiøse planer er der ikke fastlagt en konsistent plan for, hvordan brintproduktionen kan optimeres i et sammenhængende europæisk energisystem. Der er derfor flere elementer, som bør betragtes samtidig, når scenarier for, hvordan Europa kan få dækket deres brintbehov skal analyseres. Videnskabelige studier udført for industrien giver nye indsigter i fremtidens rolle for brint og en sammenhængende brintinfrastruktur, men hidtidige analyser har følgende mangler:

- Der er udført nationale visioner og strategier fra operatører af gas- og el-transmissions systemet (TSO'er), men der mangler et internationalt perspektiv, som kan påvirke udviklingen af brint samt behovet for import eller eksport for det pågældende land (Wang et al., 2019; Wang et al., 2021; Jens et al., 2021; Rossum et al., 2022).
- Der fokuseres kun på, hvordan man opnår målet i et bestemt slutår, f.eks. 2050, men ikke på hvordan energisystemet omstilles (Caglayan et al., 2021; Neumann et al., 2022).
- Der analyseres kun brint produceret via elektrolyse og dermed ikke muligheden for at benytte blå brint produceret fra naturgas og CCS (Durokovic et al., 2023; Walter et al., 2023).
- Der analyseres udelukkende brint uden samspillet mellem elektricitets- og brintsektorerne og varmesektoren (Walter et al., 2023; Nunez-Jimenez et al., 2022; Lux et al., 2022)
- Der fokuseres kun på et bestemt land eller en bestemt region og hele brintproduktion, -efterspørgsel og -infrastruktur i det samlede europæiske perspektiv er dermed ikke inkluderet (Durokovic et al., 2023; Gea-Bermudez et al., 2023; TransnetBW, 2022)
- Endelig tager ingen af de tidligere optimeringer af sektorkoblede systemer højde for mulighederne af import af brint fra lande uden for Europa, og dermed analyserer de ikke, hvilken påvirkning det vil kunne have på den fremtidige udbygning af brintinfrastruktur.

Vores analyse i denne artikel vil hjælpe politiske beslutningstagere og interessenter til at kunne udvikle en konsistent energiplan for brintproduktion og -infrastruktur i fremtiden. Endvidere vurderer vi de regionale forskelle mellem, hvor det er billigst at udnytte vedvarende ressourcer til at producere

brint. Vores analyse ser på, hvor meget elektrolyse- og vedvarende energi-kapacitet, der er nødvendig for selvforsyning med brint samt mulighederne for at udbygge en brintinfrastruktur.

I det følgende vil vi give svar på følgende spørgsmål. Vil man i Danmark kunne sikre en konkurrencedygtig produktion og eksport af brint – og under hvilke betingelser? Hvor vil det være rentabelt at producere brint i fremtiden, under hensyntagen til synergier og interaktioner på tværs af hele energisystemet? Hvilken rolle vil henholdsvis blå og importeret brint spille? Og kan Europa blive selvforsynende med grøn brint?

Til analysen anvendes en sektorkoblet europæisk energisystem model, hvor der tages højde for udbygning af brintinfrastruktur på tværs af landegrænser. Modellen forsøger at minimere de samlede investerings- og driftsomkostninger for den grønne omstilling af det europæiske energisystem. Vi kobler modellen med en brintomkostningsoptimeringsmodel (LCOH) for at estimere fremtidige grønne brintimportmængder baseret på tredjelandes eksportstrategier.

Metode

Energisystemmodellering

Energisystemet er komplekst, og energisektorer vil i stigende grad blive mere integreret i fremtiden. Derfor er det vigtigt, at vi tager hensyn til synergierne på tværs af energisektorer, når vi analyserer scenarier for fremtidens energisystem. Energisystemmodellering er en metode, der benyttes til at give indsigt i fremtidsscenarier for den grønne omstilling af energisystemet, energimarkeder eller konsekvenser af forskellige regulatoriske rammer for energiområdet. Derfor er energisystemmodellering en anerkendt metode, som benyttes i vid udstrækning af forskningsinstitutioner, energiselskaber samt for interesse eller politiske organisationer.

Energisystemmodellen Balmorel

I vores analyse benytter vi en energisystemmodel, der hedder Balmorel. Balmorel kan bruges til at identificere sammensætningen af energiteknologier og infrastruktur, der behøves for at kunne møde energiefterspørgslen for alle energisektorer. Balmorel kan dermed vise os, hvilke teknologier og energiinfrastruktur der kan investeres i for at opnå en omkostningseffektive omstilling af energisystemet.

Brint og sektor kobling i Balmorel

Balmorel dækker de vigtigste energisektorer (dvs. elektricitet, varme (både fjernvarme, industri og individuel opvarmning) og transport) og energibærere (dvs. elektricitet, varme, brint, og syntetiske brændstoffer), hvilket giver mu-

lighed for en helhedsanalyse af det nuværende og fremtidige sektorkoblede energisystem.

Brint kan bruges til forskellige formål, f.eks. 1) direkte i industri-, bolig- eller transportsektoren eller som spidsenergiproduktion, 2) producere flydende PtX-brændstoffer eller 3) producere syntetisk metan, som kan erstatte naturgas.

I Balmorel er efterspørgslen for direkte brint i industri-, bolig- og transportsektoren samt efter flydende PtX-brændstoffer for lande i Europa defineret ud fra et scenarie. Ydermere identificeres behovet for at bruge brint til elektricitet af modellen. Brint kan fremstilles via forskellige veje, som alle er repræsenteret i Balmorel, hvor den mest fremtrædende er 1) via elektrolyse (grøn brint), 2) ved hjælp af Steam-Methan-reforming (SMR) (grå brint) og 3) ved hjælp af SMR med CCS (blå brint). Derudover er der i en europæisk kontekst inkluderet muligheder for at importere brint fra Algeriet, Tunisien, Marokko og Ukraine. Fra produktionsanlæggene kan brint lagres og transporteres via en ny brint-transmissionsinfrastruktur til dets anvendelsessted, f.eks. direkte forbrug eller syntetiseret til PtX-brændstoffer. Balmorel er blevet videreudviklet til at inkludere investeringsmuligheder i ny brintinfrastruktur, herunder både brintrørledninger og lagerfaciliteter. Ligeledes er brugen af den nye brintinfrastruktur optimeret af modellen.

Data

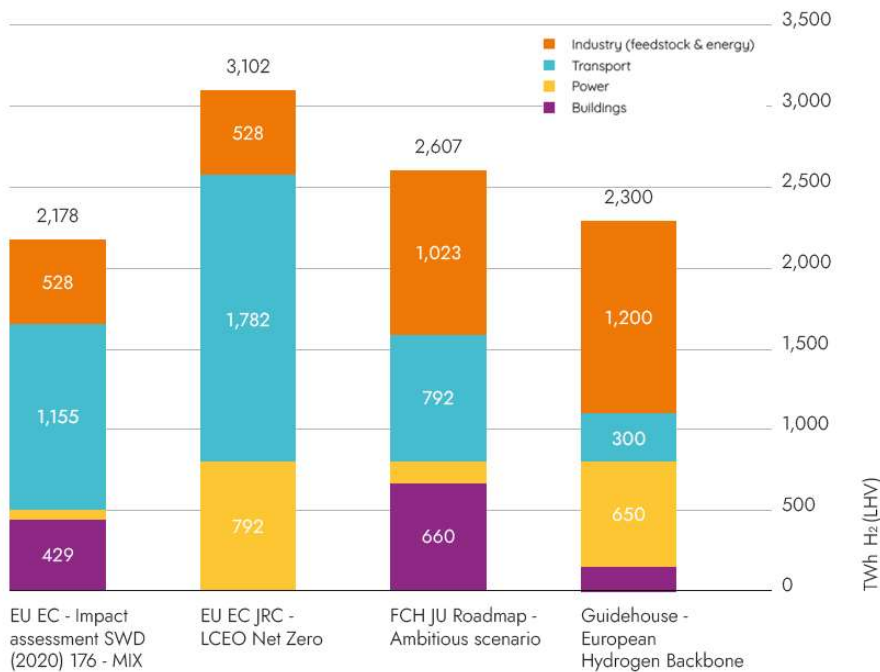
Fremtidig brint efterspørgsel

Der er stor usikkerhed om, hvor stor den fremtidige efterspørgsel efter brint vil være i Europa. Forskellige studier estimerer en efterspørgsel i 2050 på mellem ca. 2000 og 3000 TWh, se Figur 1. Industriens efterspørgsel forventes at være 500-1200 TWh, mens den forventede efterspørgsel fra transport, elproduktion og opvarmning af bygninger er meget usikre.

I det følgende tages der udgangspunkt i European Hydrogen Backbones studie, dog uden anvendelse til opvarmning, da det forventes, at opvarmning med fjernvarme eller varmepumper vil være billigere. Derudover optimeres anvendelsen af brint til elproduktion internt i modellen, og dermed tvinger vi ikke modellen til at bruge 650 TWh-brint til elproduktion.

Efterspørgslen efter brint vil variere på tværs af lande og afhænge af den eksisterende industri samt andelen af tung transport (lastbiler, skibe og fly aktivitet), jf. Figur 2a. Generelt forventes en stor stigning i brintefterspørgslen i alle lande, men mest i Tyskland, Frankrig og Italien, jf. Figur 2a.

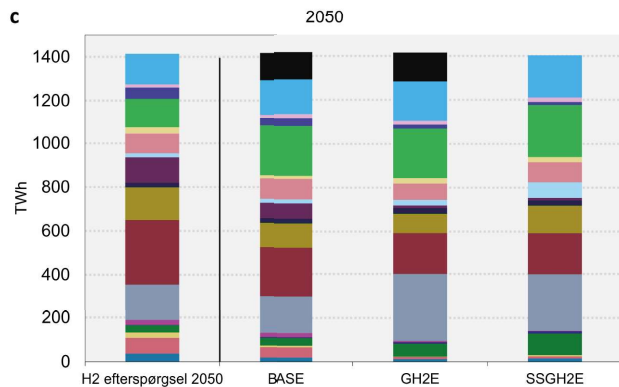
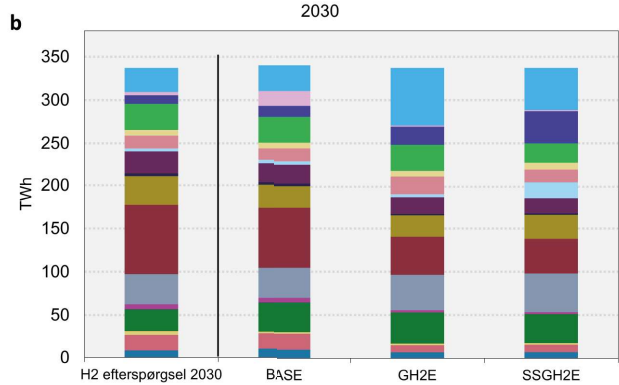
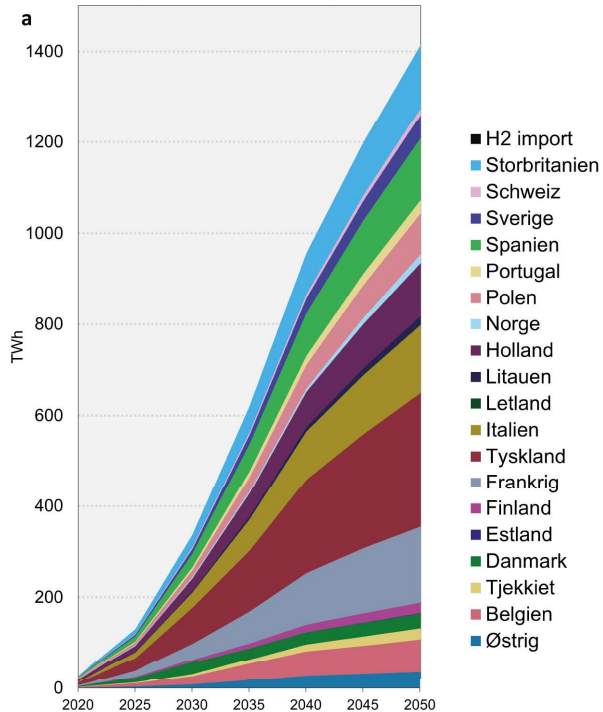
Figur 1: Europæiske brintforbrug i 2050 (Wang et al., 2021)



Source: Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, June 2021

Figur 2. Brintefterspørgsel (a) og produktion i 2030 (b) og 2050 (c) fordelt på lande

Fremtidig brintefterspørgsel og produktion



Beregningsforudsætninger

For at udføre de langsigtede analyser af fremtidens energisystem benyttes en lang række beregningsforudsætninger. I det følgende har vi lavet en tabel, som henviser til nogle af de vigtigste beregningsforudsætninger samt henviser til de specifikke kilder for yderligere informationer.

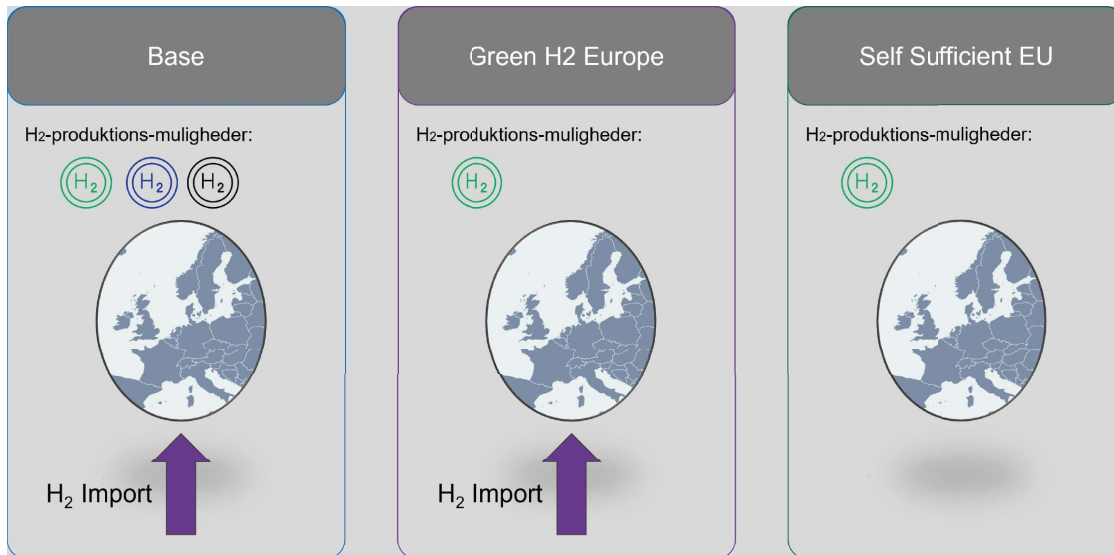
Tabel 1: Teknisk-økonomiske data for brintteknologier og –net

Parameter	Beskrivelse og henvisning til kilder
Data for teknologier og infrastruktur	Data vedrørende teknologier er generelt fra Energistyrelsens Teknologikataloger (Danish Energy Agency, 2020). Data vedrørende brintnet er fra European Hydrogen Backbone (Jens et al., 2021). Øvrige data kan findes i Gea-Bermúdez et al. (2022).
Muligheder for at importere brint samt prisen for import af brint	Potentielle importpriser fra Nordafrika og Østeuropa er beregnet baseret på vedvarende energipotentialer og afstande. Potentialer for import af brint er baseret på estimater fra European Hydrogen Backbone. Der antages for 2050: 375 TWh via Italien, 115 TWh via Spanien og 100 TWh via Tjekkiet.
Potentialer for udbygning af vedvarende energi i forskellige lande	Potentialer for udbygning af vedvarende energi er valideret på tværs af en række studier (Atlite: F Hofmann et al., 2021, TransnetBW 2022, ENSPRESSO: Ruiz et al., 2019).
Produktionsprofiler for vind og sol	Produktionsprofiler for vind og sol er genereret af CORRES-modellen (DTU Wind and Energy Systems).
Potentialer for at lagre brint i undergrunden (i saltkaverner)	Potentialer er baseret på Gaglayan et al. (2020).
Udbygning af eltransmission	Udbygning af el-transmission er baseret på TYNDP 2030 "Ambitious" scenarie med mulighed for investering i yderligere transmissionskapacitet efter 2030.
Brændstofpriser	Brændselspriser (fossile og biomasse) er fra World Energy Outlook NZE-scenariet.
CO2-kvotepri	Der antages en CO2-kvotepri på 140 €/ton for 2030, stigende til 250 €/ton for 2050 (World Energy Outlook NZE-scenariet).
Diskonteringsrente	Der antages en diskonteringsrente på 4%.
Tidsaggregering og repræsenterede simuleringsår	Simuleringen foretages med 5 års-intervaller fra 2020 til 2050 for et år af gangen. Med hensyn til tidsaggregering anvendes syv uger med 24 tidsskridt per uge. De udvalgte tidsskridt er valideret i Gea-Bermúdez (2022).

Fremtidsscenarier

For at udforske fremtidens produktionen af brint samt behovet for en europæisk brintinfrastruktur, har vi opstillet tre forskellige scenarier, som er illustreret i Figur 3.

Figur 3. Tre forskellige fremtidsscenarier



- 1) BASE, hvor både grå, blå og grøn brint (europæisk og importeret) tillades.
- 2) GH2E, hvor grå og blå udelukkes.
- 3) SSGH2E, hvor der heller ikke tillades import af brint til Europa.

GH2E kan begrundes i et ønske om at være mere uafhængige af naturgas, fordi der stilles spørgsmål ved bæredygtigheden af blå brint, eller fordi der kommer en høj naturgaspris. For SSGH2E kunne selvforsyning og uafhængighed af import være argumenter for at nedprioritere import af brint fra bl.a. Nordafrika. Medmindre der kommer en høj naturgaspris, så gælder det for begge scenarier, at der skulle politiske tiltag til at bremse udnyttelsen af blå eller importeret brint eller tilsvarende promovning af grøn brint.

Resultater

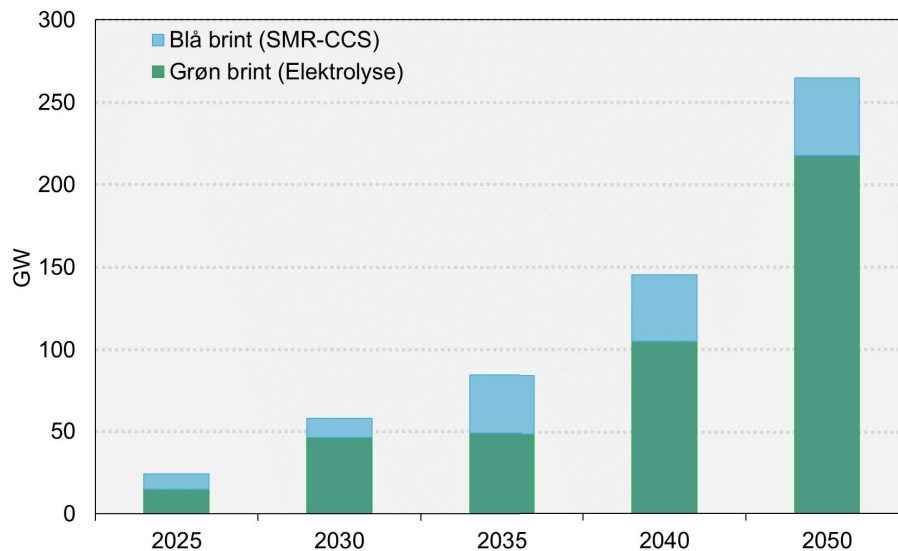
Vores beregninger i BASE-scenariet viser, at hvis man tillader alle typer af brintproduktion samt import, vil Tyskland i 2030 være den største producent af en blanding af grøn og blå brint, efterfulgt af Frankrig og Danmark, som primært vil producere grøn brint. Produktionen sker i høj grad i de lande, hvor der er høj efterspørgsel, men den højeste eksport sker fra Schweiz og Danmark. I Schweiz sker den primære produktion af blå brint. Det er værd at bemærke, at resultaterne viser, at der ikke forekommer nogen produktion af grå brint i Europa. I 2050 vil Tyskland igen kunne producere mest, mens Spanien også producerer grøn brint på samme niveau som Tyskland, dog primært baseret på strøm fra solceller. I BASE-scenariet for 2050 ser vi en import af brint fra Nordafrika og Østeuropa til Europa. Derudover viser vores resultater også, at Spanien er den største eksportør af brint indenfor Europa.

Figur 4 viser kapaciteten for anlæg til at producere grøn og blå brint frem mod 2050 i BASE-scenariet. Udbygningen af elektrolyse sker kraftigt mellem 2025-

2030 og igen i 2040-2050. I BASE-scenariet ser vi, at der investeres i kapacitet til at producere blå brint i 2035. Dette skyldes en kraftig stigning i brintefterspørgslen, samtidig med at de bedste potentialer for vedvarende energi nær forbruget er udnyttet, og at naturgassen har en forholdsvis lav pris. Forløbet illustrerer den potentielle fare ved, at blå brint et enkelt år er billigere end grøn, hvorefter der investeres, og man er bundet til investeringen i resten af anlæggenes levetid. På trods af at produktionen af blå brint øger det samlede naturgasforbrug, så overstiger det samlede forbrug af naturgas ikke på noget tidspunkt den eksisterende europæiske produktion, inklusive Norge.

I BASE-scenariet findes en elektrolysekapacitet på 217 GW, i GH2E 368 GW (70% højere) og i SSGH2E 424 GW (91% højere). EU-Kommissionen har et mål om at nå 450 GW elektrolysekapacitet i 2050, hvilket kunne understøtte et mål om at være selvforsynende med grøn brint.

Figur 4: Elektrolyse- (grøn brint) og SMR-CCS (blå brint)-kapacitet i forskellige år i BASE-scenariet



I GH2E-scenariet, hvor der kun produceres grøn brint, vil England i 2030 være den største producent af grøn brint primært baseret på vindenergi, efterfulgt af Tyskland (vind og sol), Frankrig (primært sol) og Danmark (primært vind). Primære eksportører er England, Sverige og Danmark. I 2050 vil Tyskland og Spanien være de største producenter efterfulgt af Frankrig, England og Italien, mens de største eksportører er Frankrig og Spanien. Selvom der er mulighed for at importere brint til Europa, så finder vi, at importkapaciteten kun udnyttes lidt over 20% i begge import scenarier (BASE og GH2E).

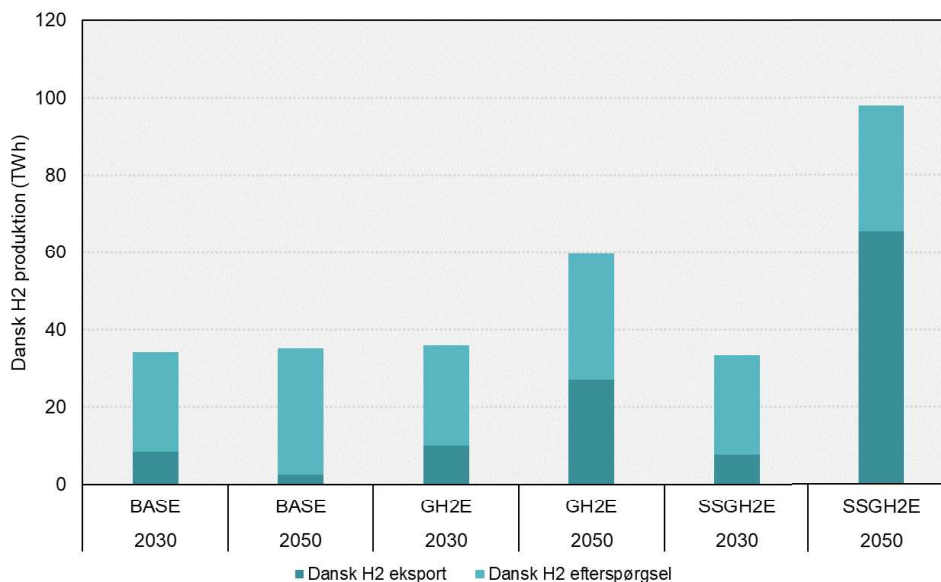
I det sidste scenarie (SSGH2E) ses på en situation, hvor der produceres grøn brint, men hvor import af brint ikke tilladt. Her vil produktionen i 2030 være højere i Sverige sammenlignet med en situation, hvor import tillades. Men ellers er de største producenter af grøn brint stadig England, Tyskland, Frankrig og Danmark. Norge, som forudsættes at have en lav efterspørgsel efter brint,

er nu med blandt de største eksportører af grøn brint (baseret på vand- og vindenergi), og Frankrig bliver også en af de største eksportører, mens billedet ikke ændrer sig for de øvrige lande. I 2050 er Spanien og Frankrig de største eksportører af grøn brint, primært baseret på solcellestrøm, derefter kommer Danmark, England og Norge (alle primært vind baseret).

Hvis Europa skal producere brint nok til at imødekomme den stigende efterspørgsel, vil det være billigst at producere både grøn og blå brint samt at importere brint. Meromkostningen ved kun at producere grøn brint er dog begrænset til kun 2%, mens meromkostningen er på 3%, hvis man heller ikke tillader import.

Ser man på produktionen af brint i Danmark i Figur 5, så er den stabil over tid i BASE (ca. 35 TWh), men den stiger i både GH2E (til 60 TWh, hvoraf ca. 30 TWh er eksport) og SSGH2E (til næsten 100 TWh, hvoraf ca. 65 TWh er eksport). For både GH2E og SSGH2E gælder det, at udbygningen af grøn brintproduktion baseres på udbygning med havvind (hhv. 20 GW og 24 GW). I forhold til elektrolysekapaciteterne i Danmark har vi implementeret 6 GW, som følger den danske målsætning på 4-6 GW i 2030. I 2050 vil kapaciteterne for elektrolyse udvikles i GH2E og SSGH2E til hhv. 13.6 GW og 14.7 GW, men BASE-scenariet finder 7 GW i Danmark. Til sammenligning finder Energinet i deres seneste analyse lidt højere eksportmuligheder med 79 TWh til eksport, og endda op til omkring 100 TWh eksport.

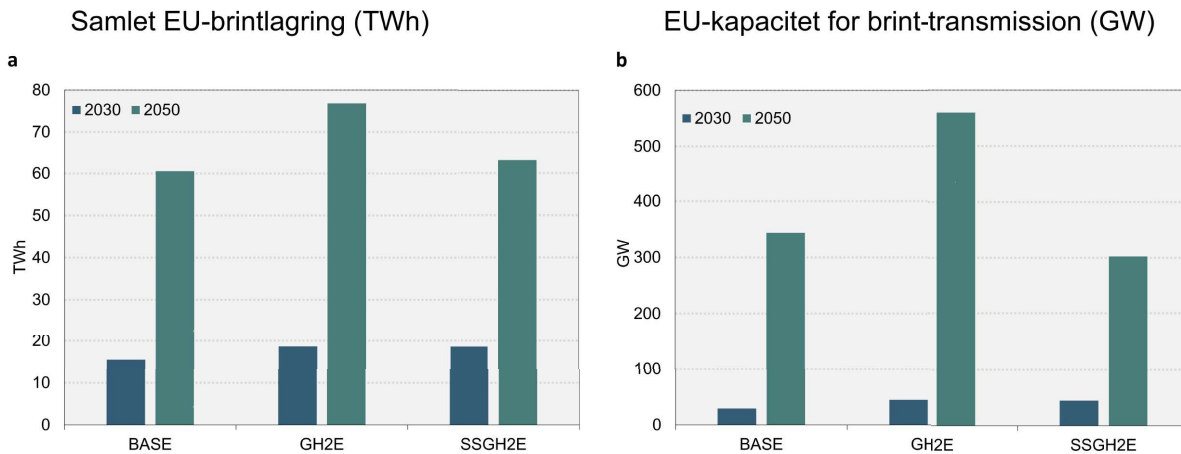
Figur 5: Dansk produktion af brint (TWh)



I alle scenarier ses en markant udbygning af storskala-brintlagring (i saltkaverner) og brintnet som vist i Figur 6. I analysen betragter vi de tekniske potentialer for at lagre brint i stor skala samt vurderer, hvorvidt de eksisterende naturgasnet vil kunne konverteres til brint, eller om nye net vil skulle etableres. Gevinsten ved storskala-lagring af brint er, at det kan aflaste behovet for

brintnet i de områder, hvor de kan etableres, som fx Spanien, Tyskland og Danmark. For brintnet findes de største kapaciteter i GH2E-scenariet, hvor der også er stor import af brint gennem Italien samt en stor handel af brint over grænserne i Europa. I BASE produceres mere brint lokalt ved en kombination af elektrolyse og SMR-CCS (blå brint), mens der i SSGH2E ikke tillades import udefra og derfor er behovet for brintnet mindre. Brintlagrene ligger på mere sammenlignelige niveauer, men har dog også de højeste kapaciteter i GH2E.

Figur 6: Brintlagre (tv) og brintnet (th) i de forskellige scenarier i 2030, 2040 og 2050



Analysen illustrerer behovet for udbygning af brintinfrastruktur i en europæisk kontekst, inklusive behovet for at planlægge og koordinere på tværs af landegrænser. I praksis kan det være svært at opnå accept og organisering af en så substantiel udbygning af infrastruktur og vedvarende energi-anlæg. Dette understreger betydningen af at komme i gang med det samme, hvis vi ønsker at blive uafhængige af blå brint (og dermed et højt naturgasforbrug og usikre priser) eller af import fra Nordafrika eller Østeuropa.

Nogen af de primære usikkerheder i forbindelse med analysen er forventninger til de fremtidige brintefterspørgsler. Derudover er den fremtidige naturgaspris højst usikker. I dette studie har vi anvendt en relativt lav pris, jf. IEA's forudsætninger. Bliver priserne for naturgas højere, vil vi nærme os GH2E-scenariet, da produktionsprisen for grøn brint vil udkonkurrere blå og grå brint, som er produceret fra naturgas. En yderligere usikkerhed er de fremtidige elektrolyseomkostninger. I denne analyse har vi efter dialog med PtX-industrien valgt forsigtige antagelser baseret på Odenweller et al. (2022). Havde vi anvendt de mere optimistiske tal fra Energistyrelsens Teknologikatalog (Danish Energy Agency, 2020), ville BASE minde mere om GH2E-scenariet.

Fremtidige analyser kunne med fordel inkludere en mere detaljeret modellering af konvertering af naturgasinfrastrukturen, som vi kender den i dag til brintinfrastruktur, som den kan være i fremtiden. Derudover ville det være

interessant at analysere eventuelle fordele ved at være "first movers", fx med en brintledning til Tyskland. Endelig ville det være interessant at analysere, hvor PtX-anlæggene bedst ville kunne placeres i fremtiden, når vi betragter lokale biomasse og CO₂-ressourcer.

Konklusion

Analysen viser et stort potentiale for produktion af brint i periferien af Europa (hovedsageligt i syd) for at sikre brintforsyning til Vest- og Centraleuropa, hvor det primære forbrug forventes at være til industrisektoren. Det vises, at det kun vil være 2% dyrere at bygge og drive et system, der er uafhængigt af grå og blå brint, og det kun vil være 3% dyrere, hvis systemet også skal være uafhængigt af brintimport fra Nordafrika og Østeuropa. Selvom der er mulighed for import af brint, udnyttes kun omkring 20% af potentialet i 2050.

Adgang til blå brint og import af brint til EU har stor betydning for Danmarks produktion og eksport. I alle scenarier vil Danmark eksportere, og Danmarks eksport af brint vil være størst med 65 TWh, hvis man kun satser på grøn brint i Europa og ikke tillader import fra Nordafrika og Østeuropa. De største eksportører kan forventes at blive Spanien og Frankrig i 2050. Dette vil dog forudsætte en substantiel udbygning med solcelleproduktion. I BASE-scenariet er der en risiko for at blive låst fast i en afhængighed af blå brint omkring 2035, hvor det er billigere at bruge naturgas og investere i SMR-CCS-anlæg tæt på forbrug end at investere i vedvarende energi og elektrolyse, samt el- eller brint transmission.

Analysen viser et stort potentiale for et nyt brintmarked baseret på en udbygning med brintnet og -lagre. Især, ved at udnytte muligheder for at konvertere den eksisterende naturgasinfrastruktur (både net og lagre) til en ny brintinfrastruktur. Den største udbygning af brintnet i 2050 findes i scenariet, hvor der både er stor samhandel med brint mellem de europæiske lande samt en stor import af brint udefra.

Noter

1. Udtrykkene "grøn", "grå" og "blå" brint afspejler den teknologispecifikke produktion. Grøn brint produceres ved elektrolyse ved brug af vedvarende eller kulstoffattig elektricitet. Grå kommer fra dampreformering af naturgas (SMR). Blå er som grå, men med kulstofopsamling og -lagring (CCS).

Referencer

- Danish Energy Agency, Technology data (2020).
- European Commission, Clean energy for all Europeans (2019).
- European Commission, Fit for 55 (2021).
- European Commission, REPowerEU: A plan to rapidly reduce dependence on Russian fossil fuels and fast forward the green transition (2022).
- Hydrogen Europe, Clean Hydrogen Monitor, Tech. Rep. (2022).
- A. Wang, K. Leun, D. Peters, M. Buseman, European Hydrogen Backbone – How a dedicated Hydrogen infrastructure can be created, Tech. Rep. (2019).
- A. Wang, J. Jens, D. Mavins, M. Moultak, M. Schimmel, K. Leun, M. Buseman, European Hydrogen Backbone – Analysing future demand, supply, and transport of hydrogen, Tech. Rep. (2021).
- J. Jens, A. Wang, K. Leun, D. Peters, M. Buseman, European Hydrogen Backbone – Extending the European Hydrogen Backbone, Tech. Rep. (2021).
- R. Rossum, J. Jens, G. Guardia, A. Wang, L. Kuhnen, M. Overgaag, European Hydrogen Backbone – A EUROPEAN HYDROGEN INFRASTRUCTURE VISION COVERING 28 COUNTRIES, Tech. Rep. (2022).
- D. G. Caglayan, H.U. Heinrichs, M. Robinius, D. Stolten, Robust design of a future 100% renewable european energy supply system with hydrogen infrastructure, International Journal of Hydrogen Energy 46 (57) (2021).
- Caglayan, D.G., Weber, N., Heinrichs, H.U., Linßen, J., Robinius, M., Kukla, P.A., & Stolten, D., Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe. International Journal of Hydrogen Energy, 45(11) (2020)
- F. Hofmann, J. Hampp, F. Neumann, T. Brown, J. Hörsch, Atlite: a lightweight Python package for calculating renewable power potentials and time series, Journal of Open Source Software (2021)
- F. Neumann, E. Zeyen, M. Victoria, T. Brown, Benefits of a Hydrogen Network in Europe, pre-print. (2022).
- G. Durakovic, P. C. del Granado, A. Tomasgard, Powering Europe with North Sea offshore wind: The impact of hydrogen investments on grid infrastructure and power prices, Energy 263 (2023).
- V. Walter, L. Göransson, M. Taljegard, S. Öberg, M. Odenberger, Lowcost hydrogen in the future European electricity system – Enabled by flexibility in time and space, Applied Energy 330 (2023).
- A. Nuñez-Jimenez, N. De Blasio, Competitive and secure renewable hydrogen markets: Three strategic scenarios for the European Union, International Journal of Hydrogen Energy 47 (84) (2022).
- B. Lux, G. Deac, C.P. Kiefer, C. Kleinschmitt, C. Bernath, K. Franke, B. Pfluger, S. Willemsen, F. Sensfuß, The role of hydrogen in a greenhouse gas-neutral energy supply system in Germany, Energy Conversion and Management 270 (2022).
- J. Gea-Bermúdez, R. Bramstoft, M. Koivisto, L. Kitzing, A. Ramos, Going offshore or not: Where to generate hydrogen in future integrated energy systems?, Energy Policy 174 (2023).
- P. Ruiz, W. Nijs, D. Tarvydas, A. Sgobbi, A. Zucker, R. Pilli, R. Jonsson, A. Camia, C. Thiel, C. Hoyer-Klick, F. Dalla Longa, T. Kober, J. Badger, P. Volker, B.S. Elbersen, A. Brosowski, D. Thrän, ENSPRESO – an open, EU-28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials, Energy Strategy Reviews 26, (2019).
- TransnetBW, ENERGY SYSTEM 2050 – Towards a decarbonised Europe, Tech. Rep. (2022).
- Odenweller, A., Ueckerdt, F., Nemet, G.F., Jensterle, M., & Luderer, G. Probabilistic feasibility space of scaling up green hydrogen supply. Nature Energy, 7(9), 854-865 (2022).

Appendix

Data for brintteknologier og -infrastruktur, som er en vigtig del af beregningsforudsætningerne:

Balmorel er en teknologirig model, der anvender data såsom omkostninger, effektiviteter og livstid for de mulige konverterings- og lagringsteknologier, samt for konvertering og etablering af nye net. I Tabel 2 vises antagelser for de anvendte brintteknologier og -net. Data vedrørende teknologier er generelt fra Energistyrelsens Teknologikataloger (Danish Energy Agency, 2020). Data vedrørende brintnet er fra European Hydrogen Backbone (Jens et al., 2021). Øvrige data kan findes i Gea-Bermúdez et al. (2022).

Tabel 2: Teknisk-økonomiske data for brintteknologier og -net

Technology	Parameter	Value (2050)	Unit
<i>Water Electrolysis</i>	Investment	500	€/KW
	Efficiency	0.74	Per unit
	Lifetime	35	years
	FOM	2	%
<i>Steam methane reforming (SMR)</i>	Investment	570	€/KW
	Efficiency	0.70	Per unit
	Lifetime	25	years
	FOM	5	%
<i>Steam methane reforming with carbon capture (SMR – CCS)</i>	Investment	1019	€/KW
	Efficiency	0.7	Per unit
	Lifetime	25	years
	FOM	5	%
	Carbon capture rate	0.90	%/MWh
<i>Hydrogen pipeline (repurposed)</i>	Investment	88.15	€/MW/KM
	Lifetime	30	years
	FOM	3	%
<i>Hydrogen pipeline (repurposed – submarine)</i>	Investment	120.00	€/MW/KM
	Lifetime	30	years
	FOM	3	%
<i>Hydrogen pipeline (new)</i>	Investment	263.07	€/MW/KM
	Lifetime	30	years
	FOM	3	%
<i>Hydrogen pipeline (submarine-new)</i>	Investment	450.76	€/MW/KM
	Lifetime	30	years
	FOM	3	%
<i>Hydrogen storage (steel tank)</i>	Investment	20.58	€/KWh
	Lifetime	30	years
	FOM	1	%
<i>Hydrogen storage (underground)</i>	Investment	1.11	€/KWh
	Lifetime	100	years
	FOM	1	%